

Estabilidad en régimen permanente de sistemas eléctricos de potencia considerando límites de operación en generadores, transformadores y líneas de transmisión

Steady state stability in electrical power systems considering operation limits in generators, transformers and transmission lines

<https://doi.org/10.15332/iteckne.v18i2.2599>

PUBLICACIÓN ANTICIPADA

El Comité Editorial de la revista ITECKNE aprueba la publicación anticipada del presente manuscrito dado que ha culminado el proceso editorial de forma satisfactoria. No obstante, advierte a los lectores que esta versión en PDF es provisional y puede ser modificada al realizar la Corrección de Estilo y la diagramación del documento.

ACCEPTED FOR PUBLICATION

The Editorial Board of ITECKNE journal approves the early publication of this manuscript since the editorial process has been satisfactorily completed. However, it warns readers that this PDF version is provisional and may be modified by proof-reading and document layout processes.

Estabilidad en régimen permanente de sistemas eléctricos de potencia considerando límites de operación en generadores, transformadores y líneas de transmisión

Steady state stability in electrical power systems considering operation limits in generators, transformers and transmission lines

Fredy Estuardo Tamayo Guzmán¹, Carlos Andrés Barrera-Singaña²

¹Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador. ftamayog1@est.ups.edu.ec

²Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador. cbarrera@ups.edu.ec

Resumen – Los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a diario a una variedad de eventos que pueden producir un funcionamiento inestable en el mismo; esto debido a una operación inadecuada de ciertos componentes. Si un evento ocurre, el sistema debe estar diseñado para superar esa contingencia, quedando entonces en una condición permanente que debe ser evaluada a fin de monitorear y prevenir un posible colapso del sistema. En este trabajo se propone una evaluación de la estabilidad en régimen permanente utilizando las curvas de capacidad de generadores, transformadores y líneas de transmisión. Estas curvas entregan información sobre el punto de operación de los mencionados elementos, permitiendo así aplicar acciones de remediación. Para lograr este cometido se utilizan dos programas computacionales de uso común que son PowerFactory y Matlab, diseñando una herramienta de supervisión de los puntos de operación luego de una contingencia. Para validar la efectividad de la herramienta desarrollada se emplea el modelo IEEE 39 barras. Los resultados encontrados muestran que para diferentes contingencias las condiciones de operación de los elementos del sistema son variados, pudiendo identificar casos que necesiten acciones a nivel operativo.

Palabras claves: Estabilidad en régimen permanente, Curvas de capacidad, Generador sincrónico, Línea de transmisión, Transformador.

Abstract – Electrical power systems are exposed to several events that can cause unstable operation scenarios. This is due to improper operation of certain components. If an event occurs, the system must be designed to overcome that contingency, thus remaining in a permanent condition that must be evaluated in order to monitor and prevent a possible collapse of the system. An evaluation of steady state stability is proposed at this work based on the capacity curves of generators, transformers and transmission lines. These remarked curves provide information on the operation point of these elements, thus allowing the application of remedial actions. PowerFactory and Matlab are used to carry out the tool for monitoring the operation points after a contingency. The effectiveness of the developed tool is validated at the IEEE 39-bus power system model, where results shows that the functionalaty for different contingencies based on the operating conditions when the components of the power system are varied, cosnquently, the tool identifies cases that require actions at the operational level.

Keywords: Steady state stability, Capability curve, Synchronous generator, Transformer, Transmission Line.

1 INTRODUCCIÓN

A partir de la década de 1920 la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) fue reconocida como un importante problema para su funcionamiento seguro. La estabilidad tiene muchas aristas de análisis, siendo la estabilidad de voltaje una de las más relevantes [1]. El

crecimiento continuo de los sistemas eléctricos de potencia, con cambios en sus variables eléctricas y la evolución de nuevas tecnologías ha provocado una nueva forma de encarar el estudio y análisis de la estabilidad [2]. Las oscilaciones inter-área, la estabilidad de voltaje y frecuencia han ganado prioridad sobre otras formas de inestabilidades. Los sistemas eléctricos de potencia sufren en forma continua una gran variedad de perturbaciones graves o leves, las cuales pueden aparecer en forma de pequeñas perturbaciones [3] (cambios de carga) o más graves como un cortocircuito en una línea o salida de un generador de gran potencia a lo cual el sistema debe poder adaptarse y funcionar favorablemente. Cuando se produce una perturbación hay dos posibles estados posteriores resultantes; que el sistema conserve su estabilidad, o que el sistema entre en un proceso de inestabilidad que provoque un efecto dominó tras la desconexión de algunos elementos y finalmente un posible colapso de voltaje o pérdida de sincronismo en generadores [4].

La estabilidad en los SEP tiene que ver con el comportamiento dinámico y en estado estable del sistema. La determinación de los límites de transferencia de energía eléctrica es una tarea fundamental para garantizar la seguridad de los sistemas de energía eléctrica [5], donde dichos sistemas son altamente no lineales y están expuestos a variaciones de carga en forma constante. En las líneas de transmisión desde el punto de vista eléctrico, la máxima transferencia de energía por los conductores se obtiene mediante la estimación de límites operativos entre los cuales se considera, límite térmico, límite por caída de voltaje y límite por margen de estabilidad [6]. Situación similar ocurre en transformadores de potencia en los cuales fallas de tipo eléctrico, térmico y mecánico pueden darse, se considera que el 61% de las fallas están asociadas con condiciones externas, es decir con el sistema al cual está conectado, un 7% por sobre corrientes, un 4% por fallas en barras colectoras y un 13% por factores no detectados [7]. En generadores sincrónicos, además de límites de tipo térmicos, existen limitaciones mecánicas de las turbinas y restricciones operativas impuestas por el sistema de potencia. Las restricciones de los componentes eléctricos consideran los límites de calentamiento de los bobinados del estator y rotor, en tanto que las restricciones de tipo mecánico están impuestas por el equipo que transforma la fuente primaria de energía en energía mecánica. Cuando un generador sincrónico funciona en condición de sub excitación se deben definir criterios de márgenes de estabilidad, lo cual permitirá entregar con bajas corrientes de campo la potencia necesaria al sistema [8].

Un sistema es estable cuando al presentarse contingencias de origen eléctrico o mecánico el sistema recobra sus condiciones de equilibrio [2]. Este equilibrio en régimen permanente sólo puede lograrse con un estudio cuidadoso del comportamiento de sus componentes y estudiando sus curvas de capacidad, características que definen los límites operativos de los equipos involucrados entendiendo estos límites como el máximo flujo de potencia posible que puede circular por un punto particular del sistema de potencia [9]. El mantenimiento de la estabilidad en un sistema es de vital importancia debido a que una deficiencia en este comportamiento hace al sistema inoperable [10], representando incluso pérdidas económicas por energía no suministrada en los puntos de carga. Aspectos como la impedancia de los sistemas de transmisión y transformadores juegan un papel importante en la estabilidad de un sistema. Las características de regulación en las máquinas sincrónicas también lo son. Los estudios de estabilidad de los sistemas de potencia inevitablemente están relacionados por ejemplo con estudios de estabilidad de voltaje. Dentro de los métodos clásicos de análisis están: simulación en el dominio del tiempo, análisis de sensibilidad a través de matrices Jacobianos, análisis nodales de valores propios, estimación de los valores máximos de operación mediante curvas PV y QV por nombrar algunos. En años recientes se ha optado por el uso de índices de estabilidad de voltaje con la implementación de PMUs (Phasor Measurement Unit), los cuáles proveen información en tiempo real que permiten supervisar el estado del sistema continuamente. Las aplicaciones de redes de comunicaciones tales como las redes WAMS [11]. (sistema de monitoreo de área extendida) juntamente con las PMUs y un sistema de enlace satelital de posicionamiento global (GPS) ha hecho posible tener un control sobre la estabilidad de un SEP mediante la identificación oportuna de modos de oscilación. Lo anterior permite operar el sistema en tiempo real a partir de datos dinámicos [12].

En este trabajo se desarrolla un método para supervisar el estado de los equipos principales de un SEP como son generadores, transformadores y líneas de transmisión cuando estos trabajan en el límite de su capacidad de funcionamiento de tal manera de pronosticar a partir de los datos obtenidos, la continuidad de la estabilidad en estado estable o permanente. Se han desarrollado las ecuaciones que permiten hacer los gráficos de las curvas de los límites operativos de cada equipo involucrado y a partir de esto se ha definido los algoritmos pertinentes que ingresados en el entorno Matlab dibujará las gráficas que se utilizarán para dicha investigación. Se ha seleccionado como caso de estudio el sistema de 39 barras de la IEEE [13]. Para reproducir los diferentes escenarios en los que se analizará el problema propuesto. Para esto se utiliza el programa PowerFactory en el cuál a partir de datos obtenidos de flujos de potencia son enviados vía programación realizada en DPL al programa Matlab. El programa permite simular condiciones de contingencias en las cuáles la pérdida de un generador, un transformador o una línea de transmisión se hayan producido.

2 LÍMITES DE OPERACIÓN

Los generadores, líneas de transmisión y transformadores tienen límites operativos que deben ser observados para verificar la estabilidad permanente de un sistema de potencia. La estabilidad permanente se verifica si el punto de operación de un elemento se encuentra dentro de los límites de operación a pesar de haber existido una contingencia, cuya etapa transitoria ha sido superada exitosamente [14].

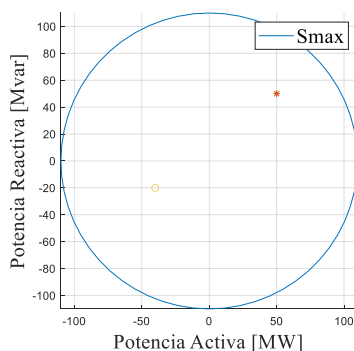
2.1 Transformadores

La duración de la vida de un transformador se encuentra muy vinculada con la cargabilidad de sí mismo, partiendo de que la vida útil de un transformador se puede asimilar a la vida de su aislamiento sólido [15]. Un transformador que funciona en regímenes de carga muy elevados con temperaturas de operación superiores a los 140 °C [16] ve reducida la vida de su aislamiento a un ritmo mucho más alto que un transformador que trabaja en regímenes de carga inferiores. Estimar el estado constante de los transformadores de potencia debido al deterioro de sus aislamientos es un elemento decisivo para prevenir riesgos asociados a la estabilidad y confiabilidad de las líneas de transmisión y claro también para mantener un servicio eléctrico de calidad [17].

La curva de capacidad de los transformadores se modela como un círculo de radio igual a la potencia aparente nominal del transformador; y sus ejes coordenados representan en x la potencia activa y en y la potencia reactiva respectivamente. La curva resultante se indica en la Fig. 2. El lugar geométrico que describe la potencia aparente en el plano PQ viene dado por la siguiente expresión:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (1)$$

Fig. 1. CURVA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES.

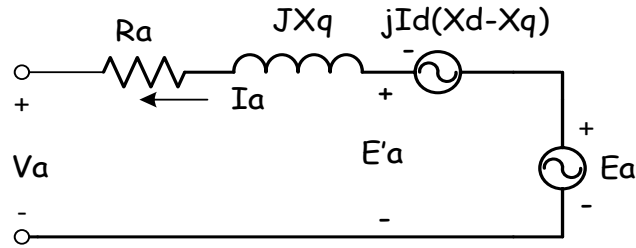


Fuente: Elaboración propia.

2.2 Generador Sincrónicos

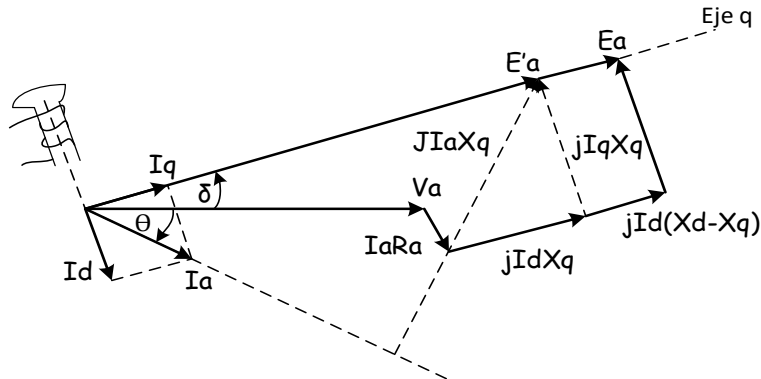
El generador síncrono es una parte importante dentro de un sistema de potencia, pues proporciona la potencia eléctrica que es requerida por las cargas. Estas máquinas rotativas tienen sus límites definidos por las curvas de potencia reactiva del generador proporcionada por los fabricantes. Estas curvas se trazan al representar los limitantes que tienen los generadores durante su operación [18]. La forma de modelar la curva de capacidad de los generadores síncronos se basa en el diagrama fasorial [19] del circuito equivalente (ver Figuras 2 y 3). Para generalizar el modelo lo más adecuado es tomar al generador síncrono con rotor tipo polos salientes. Los generadores de polos salientes utilizan la teoría de los dos ejes para explicar el comportamiento de la máquina síncrona en modo generador. Utilizando esta teoría se puede modelar en forma gráfica los límites de operación del generador [20].

Fig. 2. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN GENERADOR SÍNCRONICO DE POLOS SALIENTES.



Fuente: Adaptado de [21].

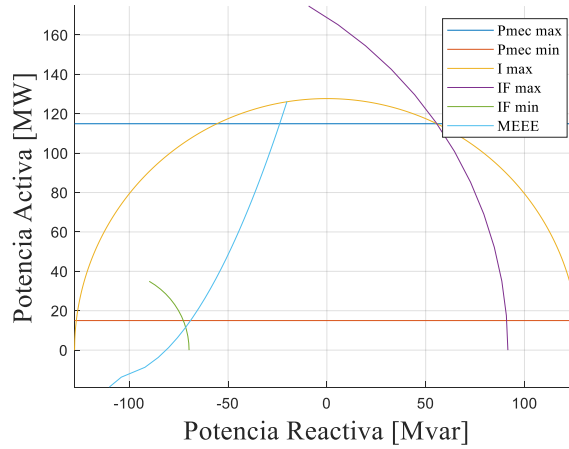
Fig. 3. DIAGRAMA FASORIAL DE UN GENERADOR SÍNCRONICO DE POLOS SALIENTES.



Fuente: Adaptado de [21].

La curva de capacidad de un generador de polos salientes se indica en la Fig. 4, donde su zona de funcionamiento seguro viene delimitada por los límites de operación tanto de índole mecánico como eléctrico [22][23].

Fig. 4. CURVA DE CAPACIDAD DE GENERADORES SÍNCRONICOS.



Fuente: Elaboración propia.

Los factores intervienen en las ecuaciones que permiten trazar la curva de generador sincrónico y el modelo que describe los lugares geométricos de cada límite se indica a continuación:

- Potencia mecánica: valores impuestos por la turbina que mueve el rotor del generador. El límite mínimo depende del tipo de central de generador, un valor aceptable puede ser 15%.

$$P_{m_{\max}} = S \times f_p \quad (2)$$

$$P_{m_{\min}} = 15\% \times P_{m_{\max}} \quad (3)$$

- Corriente de armadura: se relaciona con la corriente de armadura nominal del generador.

$$P_{ar} = \sqrt{S^2 - Q^2} \quad (4)$$

- Corriente de campo: se define como las corrientes máxima y mínima que puede circular por el devanado del rotor. En el caso de la máxima corriente se relaciona con la corriente nominal del mencionado devanado. Al respecto de la mínima corriente tiene que ver con la operación en modo de consumo de potencia reactiva del generador [24]. Las ecuaciones que modelan el lugar geométrico de estos dos límites se indican a continuación

$$P_{E_{\max}} = \frac{V_t \times E_{\max}}{X_d} \sin \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta \quad (5)$$

$$Q_{E_{\max}} = \frac{V_t \times E_{\max}}{X_d} \cos \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (6)$$

$$P_{E_{\min}} = \frac{V_t \times E_{\min}}{X_d} \sin \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\delta \quad (7)$$

$$Q_{E_{\min}} = \frac{V_t \times E_{\min}}{X_d} \cos \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta - \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (8)$$

- Margen de estabilidad en estado estable: este límite se refiere a la potencia reactiva mínima que puede absorber un generador sincrónico, un margen de estabilidad típico puede ir entre el 15% a 25% [25].

$$P_0 = P_1 - S \times f_p \times \frac{MEEE}{100} \quad (9)$$

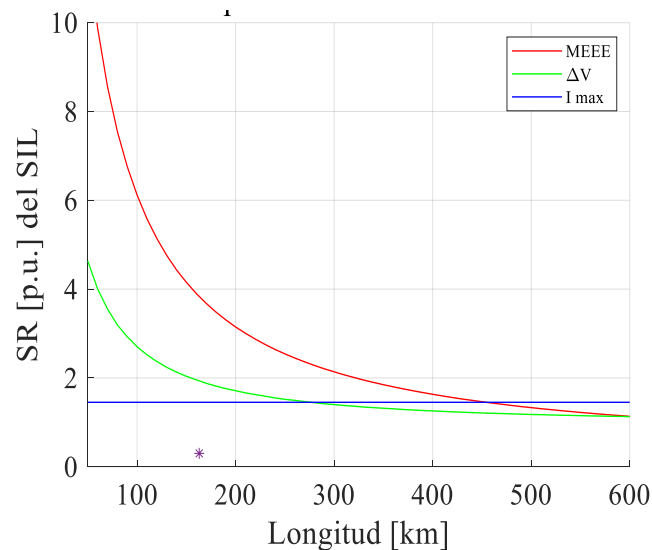
2.3 Líneas de transmisión

La vida útil de una línea de transmisión depende de los niveles máximos permisibles bajo los cuales opera. La cargabilidad de una línea puede valorarse a partir de la relación de flujo de potencia activa contra potencia reactiva (P-Q) a través de sí misma o de una curva de la longitud de la línea en función de la potencia activa referida al SIL de la línea (Surge Impedance Loading) [26].

Esta última curva representa los límites de operación de las líneas de transmisión son conocidas como curvas Saint Clair [13]. La cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables; y está en función del calibre y de la longitud de la línea [27]. Los límites de capacidad en las curvas de Saint Clair son:

- Límite térmico.
- Límite por caída de voltaje.
- Límite por margen de estabilidad en estado estable

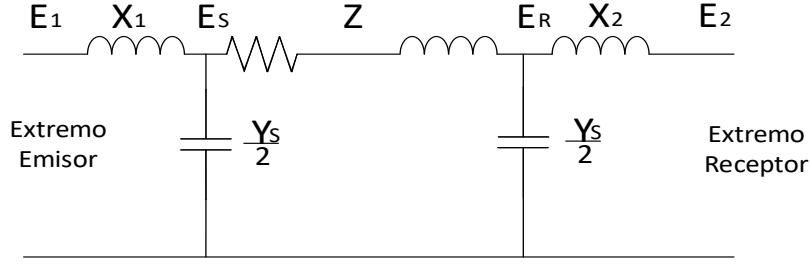
Fig. 5. CURVA DE SAINT CLAIR.



Fuente: Elaboración propia.

El modelo de línea empleado para formar la curva de capacidad se indica en la Fig. 6, la cual emplea el modelo pi de una línea de transmisión con parámetros concentrados [28].

Fig. 6. DIAGRAMA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROPUESTA.



Fuente: Elaboración propia.

La modelación de estas curvas se basa en definir los lugares geométricos de las potencias de envío y recepción en los extremos de una línea.

Potencia en el terminal de envío:

$$SE = E_1 \times (\cos \theta_1 + j \sen \theta_1) \times I_1 \quad (10)$$

Potencia en el terminal de recepción:

$$SR = E_2 \times I_2 \quad (11)$$

Impedancia característica:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (12)$$

La potencia activa en la recepción en función del SIL:

$$PR_{SIL} = \frac{\text{Re}(SR)}{SIL} \quad (13)$$

3 METODOLOGIA PROPUESTA

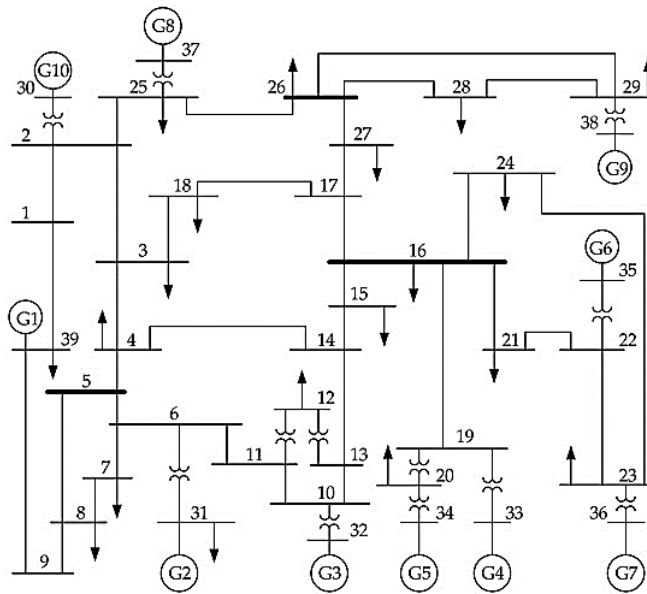
Por medio de la utilización de los paquetes computacionales PowerFactory y Matlab se logra estimar el comportamiento en régimen permanente de generadores, transformadores y líneas de transmisión, a partir de ubicar en las curvas de capacidad de cada elemento la condición operativa en la cual se encuentran estos componentes, luego que el sistema haya superado una contingencia y se encuentre nuevamente en régimen permanente. Si el elemento opera dentro de sus límites, en el tiempo será estable; caso contrario su punto operativo podrá ser considerado como inestable.

Para este propósito, mediante instrucciones del lenguaje utilizado en PowerFactory es posible interactuar con Matlab, enviando todo tipo de información, tal como lo son parámetros de generadores, transformadores y líneas, además de resultados de condiciones operativas post-contingencias. Matlab procesa esa información por medio de los modelos descritos anteriormente para realizar los gráficos de los puntos de operación y definir si el sistema es estable en régimen permanente.

3.1 Sistema de prueba

Para probar la herramienta desarrollada se utiliza el sistema IEEE de 39 barras denominado en la literatura como New England [13]. Este sistema de potencia tiene todas las características para servir como banco de ensayos; y así ha sido utilizado a lo largo de los años. De este sistema se obtienen las respuestas de los generadores, transformadores y líneas que el usuario desee conocer a partir de una contingencia. En la Fig. 7 se presenta el diagrama unifilar de la red de prueba seleccionada.

Fig. 7. SISTEMA DE PRUEBA IEEE NEW ENGLAND.



Fuente: Adaptado de [13].

4 RESULTADOS

Se ha escogido para el análisis algunos generadores, transformadores y líneas de transmisión, los cuáles se han desconectado asumiendo que han sufrido algún tipo de contingencia obligándose a salir súbitamente de operación. En las curvas de capacidad de cada elemento se evidencia su condición de funcionamiento, el punto visible en la gráfica (par ordenado) se ubica dentro de su zona de funcionamiento normal o fuera de ella indicando una sobrecarga en los equipos seleccionados. De esta manera el modelo desarrollado puede ser escalable a cualquier sistema de potencia y cualquier contingencia n-1, n-2 o la desconexión de los equipos que se elija visualizando la condición de funcionamiento del resto de equipos dentro del modelo elegido.

En la Tabla I se presentan las contingencias propuestas para probar la herramienta desarrollada. Para cada caso se indican los resultados relevantes en cuanto a punto de operación de ciertos elementos del SEP, los que operan o no dentro de curva de capacidad. Se escogen algunas contingencias ya que estas tienen un carácter combinatorio, es decir, mientras mayor tamaño tenga el SEP, el número de posibles contingencias crece exponencialmente.

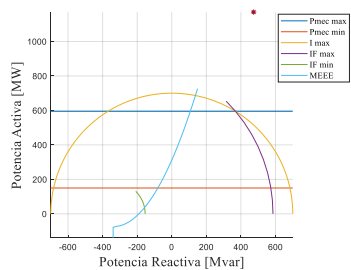
La herramienta desarrollada es de característica gráfica y pretende darle al operador del SEP un instrumento de decisión sobre que generador, transformador o línea de transmisión no está operando dentro de sus límites luego de ocurrir una contingencia; dando paso a las acciones remediales que consten en los procedimientos de operación del sistema.

Tabla I.
CONTINGENCIAS DEL SISTEMA.

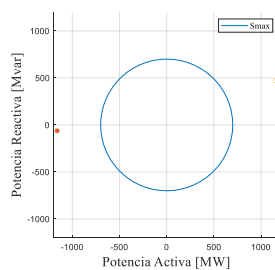
Contingencia	Tipo	Resultados relevantes
Gen-03 fuera de servicio	Simple	Gen-02: opera fuera de la zona segura de operación. Transformador 06-31: opera fuera de su curva de capacidad. Línea de transmisión 05-06: opera dentro de su curva de capacidad.

Contingencia	Tipo	Resultados relevantes
Gen-06 fuera de servicio	Simple	Gen-08: opera fuera de la zona segura de operación. Transformador 06-31: opera fuera de su curva de capacidad. Línea de transmisión 05-06: opera dentro de su curva de capacidad.
Línea 04-14 fuera de servicio	Simple	Línea de transmisión 05-06: opera fuera de su curva de capacidad.
Línea 23-24 y Línea 26-29 fuera de servicio	Doble	Gen-02: opera fuera de la zona segura de operación. Transformador 06-31: opera fuera de su curva de capacidad. Línea de transmisión 05-06: opera dentro de su curva de capacidad. Línea de transmisión 21-22: opera fuera de su curva de capacidad.
Gen-10 y Gen-09 fuera de servicio	Doble	Gen-04: opera fuera de la zona segura de operación. Gen-05: opera fuera de la zona segura de operación. Gen-07: opera dentro de la zona segura de operación. Transformador 10-32: opera dentro de su curva de capacidad. Transformador 06-31: opera fuera de su curva de capacidad. Línea de transmisión 17-27: opera dentro de su curva de capacidad. Línea de transmisión 3-4: opera dentro de su curva de capacidad. Línea de transmisión 16-17: opera fuera de su curva de capacidad.
Líneas 23-24, y 26-2, Transformador 16-32 y Generador Gen-03 fuera de servicio	Múltiple	Gen-02: opera fuera de la zona segura de operación. Gen-06: opera dentro de la zona segura de operación. Gen-08: opera fuera de la zona segura de operación. Línea de transmisión 21-22: opera fuera de su curva de capacidad. Línea de transmisión 13-14: opera dentro de su curva de capacidad. Línea de transmisión 16-19: opera dentro de su curva de capacidad. Línea de transmisión 16-21: opera fuera de su curva de capacidad. Transformador 6-32: opera fuera de su curva de capacidad. Transformador 12-13: opera dentro de su curva de capacidad. Transformador 19-33: opera dentro de su curva de capacidad. Transformador 22-35: opera dentro de su curva de capacidad.

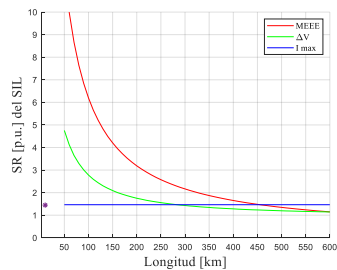
Fig. 8. CURVAS OBTENIDAS PRODUCTO DE LAS CONTINGENCIAS SIMPLES.



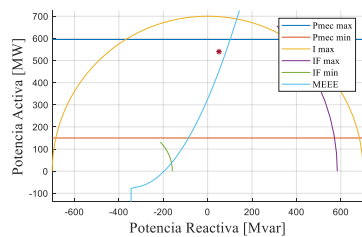
Gen-02
Gen-03 fuera de servicio



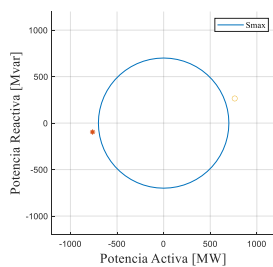
Transformador 06-31
Gen-03 fuera de servicio



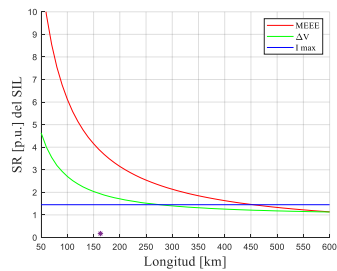
Línea 05-06
Gen-03 fuera de servicio



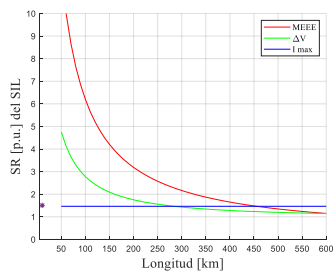
Gen-08
Gen-06 fuera de servicio



Transformador 06-31
Gen-06 fuera de servicio

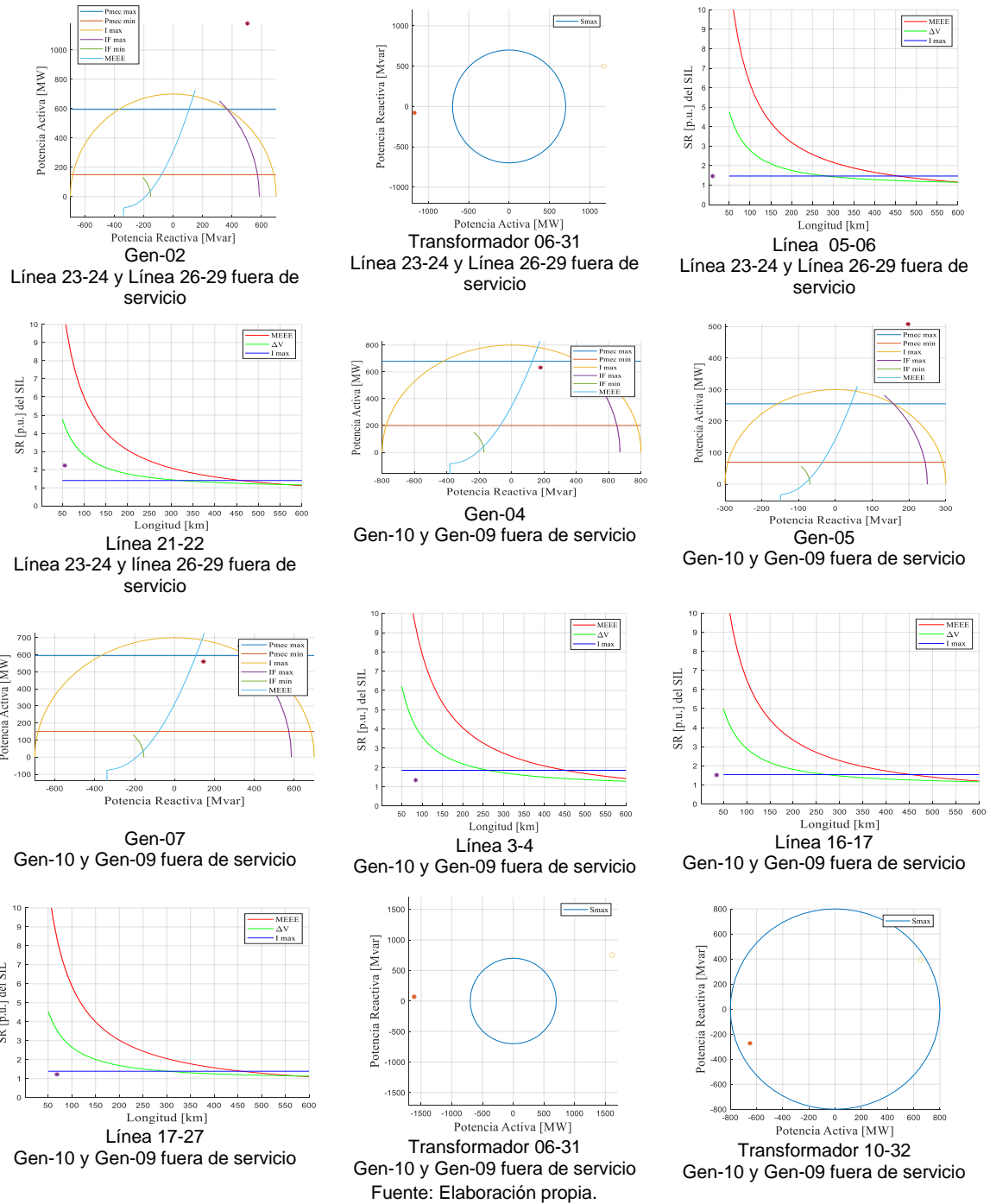


Línea 03-04
Gen-06 fuera de servicio



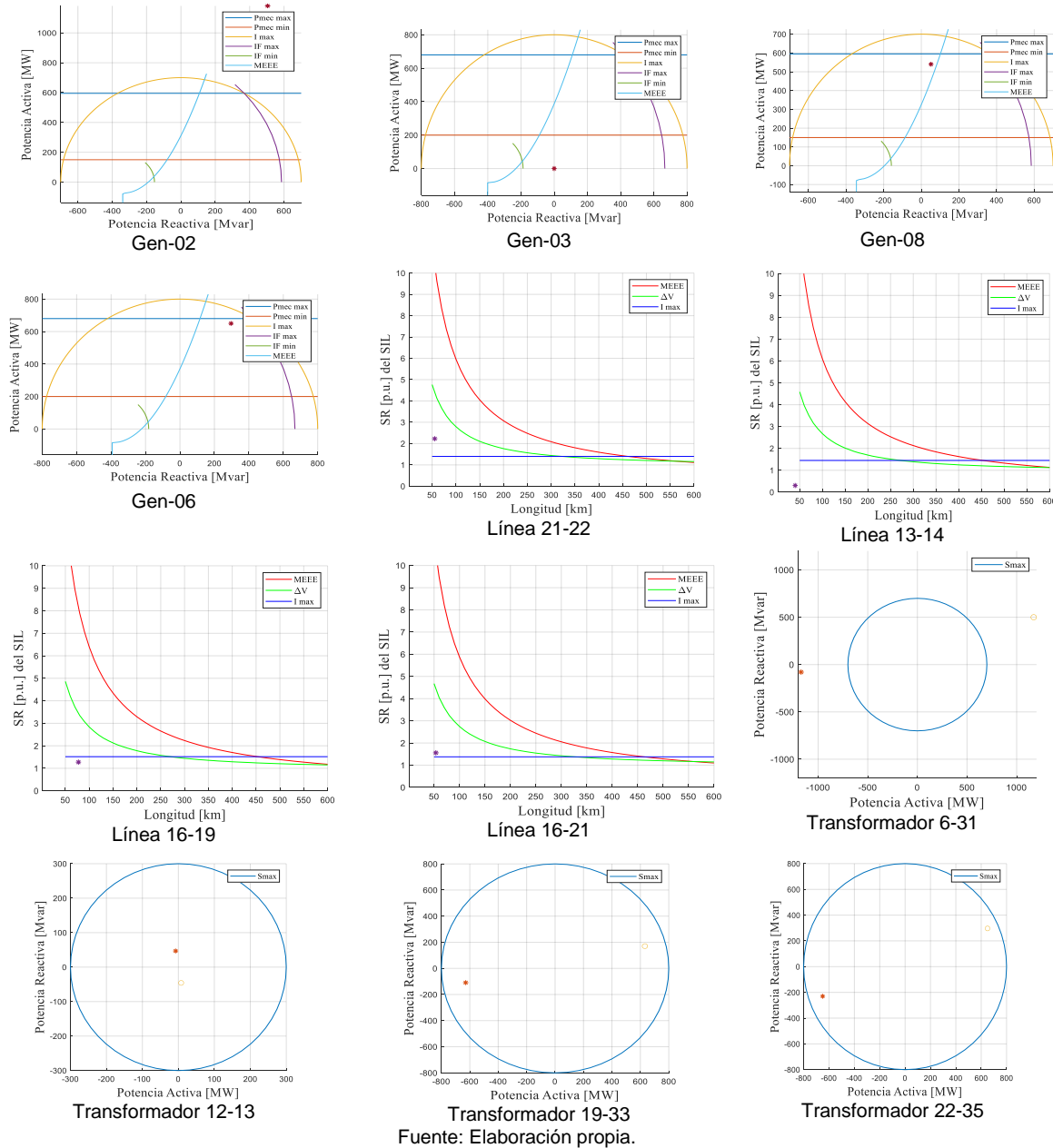
Línea 05-06
Línea 04-14 fuera de servicio
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 9. CURVAS OBTENIDAS PRODUCTO DE LAS CONTINGENCIAS DOBLES.



La Fig. 8 presenta los resultados de varios elementos dados por la herramienta desarrollada con los softwares PowerFactory y Matlab para contingencias simples. Esto permite notar de forma visual los posibles problemas en elementos del sistema y servir como alarma para los operadores. Asimismo, la Fig. 9 presenta resultados para las contingencias dobles y la Fig. 10 para la contingencia múltiple propuesta.

Fig. 10. CURVAS OBTENIDAS PRODUCTO DE LA CONTINGENCIA MÚLTIPLE.



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados gráficos deducir que las consecuencias producidas en un SEP son fundamentalmente función del tipo de contingencia y equipo en el cual se produjo tal evento. Así, por ejemplo, se puede observar que en las curvas obtenidas hay más repercusión cuando un generador o transformador sale de la red que cuando sale una línea de transmisión (contingencia n-1).

Mientras más equipos salgan simultáneamente el sistema estará más cerca un colapso como lo prueba al producir una falla en dos líneas de transmisión en forma simultánea (contingencia n-2). Además, las contingencias múltiples en su mayoría pueden conducir a un colapso porque varios elementos quedan trabajando fuera de sus zonas seguras de operación. La herramienta de supervisión presentada puede evitar un colapso al exponer aquellos elementos que se encuentren más perjudicados en su funcionamiento, ya que sobre estos se debe actuar de forma inmediata. En

la Tabla II consta la valoración de un tipo de contingencia sobre el sistema, situación que se ha podido comprobar con la herramienta expuesta en este trabajo.

Tabla II.
NIVEL DE AFECTACIÓN SEGÚN TIPO DE CONTINGENCIA.

Contingencia	Nivel de afectación al sistema			Tipo
	Leve	Medio	Grave	
Salida de una línea		X		n-1
Salida de un generador			X	n-1
Salida de dos líneas			X	n-2
Múltiple			X	n-m

5 CONCLUSIONES

La supervisión de los sistemas de potencia es una acción preventiva que puede evitar colapsos mayores que traen consigo la pérdida del servicio en los usuarios. Las nuevas tecnologías de medición en tiempo real donde se emplean PMUs pueden ser una alternativa viable para alimentar la información de la herramienta desarrollada al transformarse en un análisis en línea.

Los modelos matemáticos que permiten evaluar si un elemento del SEP opera dentro de sus límites son los lugares geométricos que describen los valores máximos de potencia que puede atravesar una línea, un transformador o un generador.

La herramienta desarrollada permite realizar un análisis fuera de línea que puede ser empleado para establecer estrategias de operación que impidan que los elementos del SEP ante contingencias con una alta probabilidad de ocurrencia permanezcan en zonas inseguras de operación y que al poco tiempo resulten en una desconexión.

6 BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Report, "First Report of Power System Stability," *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 56, no. 2, pp. 261–282, 1937, DOI: <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1937.5057521>
- [2] I. J. T. F. on S. T. and Definitions, "Definition and Classification of power system stability," *IEEE Trans. POWER Syst. VOL. 19, NO. 2, MAY 2004*, vol. 19, pp. 1387–1400, 2004.
- [3] Antonio Ortiz, "Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión," *Statew. Agric. L. Use Baseline 2015*, vol. 1, no. Xc, 2015, [Online]. Available: [https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4886/1/Analisis Estabilidad Voltaje.pdf](https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4886/1/Analisis%20Estabilidad%20Voltaje.pdf)
- [4] L. Zheng, W. Hu, Y. Min, and J. Ma, "A Novel Method to Monitor and Predict Voltage Collapse: The Critical Transitions Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1184–1194, 2018, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2737465>
- [5] L. L. Grisby, *Electrical Power Engineering Handbook: Power System Stability and Control*, vol. 53, no. 9. 2012.
- [6] D. Lauria, G. Mazzanti, and S. Quaia, "The loadability of overhead transmission lines - Part II: Analysis of double-circuits and overall comparison," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 2, pp. 518–524, 2014, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2280963>
- [7] V. Rexhepi, "An Analysis of Power Transformer Outages and Reliability Monitoring," *Energy Procedia*, vol. 141, pp. 418–422, 2017, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.053>

- [8] S. Thakar, A. S. Vijay, and S. Doolla, "Effect of P-Q Limits on Microgrid Reconfiguration: A Capability Curve Perspective," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 3, pp. 2040–2048, 2020, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2952043>
- [9] P. S. R. Murty, *Power System Stability*, 2da ed. India: Publicatios, B S, 2017.
- [10] C. F. Wagner, "Studies of Transmission Stability," *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 45, pp. 51–94, 1926, DOI: <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1926.5061208>
- [11] A. . Fallis, "Análisis de estabilidad de tension considerando sistemas de monitoreo de area amplia y características de carga mixtas," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [12] M. Qiu, W. Gao, M. Chen, J. W. Niu, and L. Zhang, "Energy efficient security algorithm for power grid wide area monitoring system," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 715–723, 2011, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2160298>.
- [13] T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani, "A practical method for the direct analysis of transient stability," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 2, pp. 573–584, 1979, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407>.
- [14] J. D. McCalley, "A risk-based security index for determining operating limits in stability-limited electric power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1210–1219, 1997, DOI: <https://doi.org/10.1109/59.630463>
- [15] R. Pérez, H. Torrez, E. Fernández, and S. Fernández, "Sistema de Monitoreo en Tiempo Real para el Diagnóstico de Transformadores de Potencia en una Empresa de Energía," *Lat. Am. Caribb. Conf.*, no. 2, p. 11, 2012.
- [16] J. Rodríguez and V. Orejuela, "Modelo computacional para determinar el nivel óptimo de cargabilidad de los transformadores de potencia del sistema nacional interconectado," *Ingenius*, no. 9, pp. 36–41, 2013, DOI: <https://doi.org/10.17163/ings.n9.2013.05>
- [17] W. Lai, W. Li, H. Meng, R. Ding, Y. Wang, and S. Fang, "Research on the Relation between Load Coefficient and Hot Spot Temperature of Oil-immersed Power Transformer," *2019 IEEE Int. Conf. Power, Intell. Comput. Syst. ICPICS 2019*, pp. 393–396, 2019, DOI: <https://doi.org/10.1109/ICPICS47731.2019.8942454>
- [18] D. E. Moghadam, A. Shiri, S. Sadr, and D. A. Khaburi, "A practical method for calculation of over-excited region in the synchronous generator capability curves," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 727–732, 2014, DOI: <https://doi.org/10.1109/ISIE.2014.6864702>
- [19] I. F. Carmichael and R. M. Gove, "Geometric construction of the stability limits of synchronous machines," *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 113, no. 3, p. 506, 1966, DOI: <https://doi.org/10.1049/piee.1966.0081>
- [20] M. M. Adibi and D. P. Milanicz, "Reactive capability limitation of synchronous machines," *Power Syst. Restor. Methodol. Implement. Strateg.*, vol. 9, no. 1, pp. 130–141, 2000, DOI: <https://doi.org/10.1109/9780470545607.ch18>
- [21] B. S. Guru and Hiziroglu, *242659502-Maquinas-Elctricas-y-Transformadores-GURU-B.pdf.pdf*. Oxford: Oxford University Press.
- [22] M. F. B. Aronés, "CURVA DE CAPABILIDAD D . Zocimo Ñaupari Huatuco," vol. 1 Lima ,Pe, p. 14, 2011, [Online]. Available: file:///C:/Users/fredi/Downloads/EVALUACION_DE_LA_OPERACION_DEL_GENERADOR.pdf

- [23] A. Berizzi, A. Silvestri, D. Zaninelli, and R. Marconato, "The capability of alternators in voltage collapse analysis," *Electr. Mach. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 169–180, 1997, DOI: <https://doi.org/10.1080/07313569708955731>
- [24] Z. Maljkovic and I. Gasparac, "Operating limits of underexcited synchronous generator," *Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, no. May, pp. 1374–1377, 2013, DOI: <https://doi.org/10.1109/PowerEng.2013.6635814>
- [25] P. Da Costa, A. N. De Souza, P. S. Da Silva, and J. E. Do Cogo Castanho, "A visual tool for building synchronous generator capability curves," *Conf. Proc. - IEEE SOUTHEASTCON*, 2013, DOI: <https://doi.org/10.1109/SECON.2013.6567431>
- [26] R. Gutman, "Analytical Development of Loadability Characteristics," vol. IEEE Trans, no. 2, pp. 606–617, 1979.
- [27] D. G. Camilo Narvaez Pérez, "Ciindet 2008," p. 10.
- [28] N. N. Jesús Játiva, "Estudio_de_las_caracteristicas_de_cargabilidad L-T (jornadas)(26).pdf." Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito_ecuador, p. 15, 1985.